









## Directors

Bernard Cloutier — Chairman of the Board  
Fernand Girard — Secretary  
André Marier — Director  
Jacques Delisle — Director  
Jacques Fortier — Director

## Officers

Bernard Cloutier — President, Chief Executive Officer  
Fernand Girard — Manager of Technical & Administrative Services  
Jacques Plante — Exploration & Production Manager

## Heads of divisions

Frank Aubin — Land  
Dr Frederik Van Oyen — Geology  
Claude Bernard Anger — Geophysics  
André Vaillancourt — Operations  
Francine Beaulieu — Documentation  
Gilles Dion — Drafting  
Jacques Charpentier — Accounting  
Jean De Grasse — Purchasing & Equipment

## Technical consultants

Bureau d'études industrielles et de coopération de l'Institut Français du Pétrole, Paris  
Cole Engineering Ltd., Calgary  
Grant Trimble Engineering Ltd., Calgary  
Last & Kloepper Ltd., Calgary  
Thornton Engineering Ltd., Calgary  
Van Poolen & Associates, Denver  
Westburne Petroleum Services Ltd., Calgary  
Jacques Rochette, é.a., Québec

## Legal advisors

Létourneau, Stein, Marseille, Delisle & LaRue, Québec  
Field Hyndman, Edmonton

## Auditors

Bureau du Vérificateur Général, Québec:  
balance sheet  
Samson, Bélair, Côté, Lacroix & Associés,  
Québec: operations report to associates

## Joint operations associates

Amoco Canada Petroleum Company Ltd.  
Aquitaine Company of Canada Ltd.  
Augdome Corporation Ltd.  
Calso Partners Ltd.  
Canada Cities Service Ltd.  
Cessland Corporation Ltd.  
Clark Oil Producing Ltd.  
CNG Development Company Ltd.  
Les Développements Aigle d'Or Ltée  
Fort Norman Exploration Inc.  
Francana Oil & Gas Ltd.  
Getty Oil (Maritime) Ltd.  
Hudson's Bay Oil & Gas Co. Ltd.  
Husky Oil Operations Ltd.  
Kerr McGee of Canada Northwest Ltd.  
L.L. & E. Canada Ltd.  
Murphy Oil Company Ltd.  
Pan Canadian Petroleum Ltd.  
Pan Mackenzie Petroleum Ltd.  
Petrofina Canada Ltd.  
Les Pétroles Laduboro Ltée  
Prudential Funds Inc.  
Resolute Petroleum Ltd.  
Scurry-Rainbow Oil Ltd.  
Shawnee Petroleum Ltd.  
Sisque Company Ltd.  
Société Acadienne de Recherche  
Pétrolière Ltée (Texaco Exploration Ltd.)  
Texas Pacific Oil Company Inc.

## Associated by royalties

Anco Exploration Ltd.  
Baramy Investments Ltd.  
Canden Resources Ltd.  
Consolidated Bathurst Ltd.  
Consolidated Developments Ltd.  
Dynalta Oil & Gas Co. Ltd.  
Les Explorations Terra Nova Ltée  
Gulf Oil Canada Ltd.  
H. Westmore Consulting Ltd.  
Pan Ocean Oil Ltd.  
Shell Canada Ltd.  
Shell Explorers Ltd.  
Shell Québec Ltée  
Siebens Oil & Gas Ltd.

## Gas initiatives venture ltd.

Algas Mineral Enterprises Ltd.  
Many Islands Pipe Line Ltd.  
Société Québécoise d'Initiatives Pétrolières.



# President's statement

In its sixth year, SOQUIP has carried out its first sale of hydrocarbons and has announced its first natural gas discovery in Québec.

SOQUIP's first production revenues which amount to only \$143,000 this year result from the Company's recent activities in Alberta. These modest revenues will grow as our Alberta gas properties are developed to yield an appropriate return on our investment in that province. This natural gas will be brought to Québec to satisfy the requirements of SIDBEC's Contrecoeur steel plant.

The St. Flavien and Villeroy gas discoveries near Québec City are the first concrete results of a long exploration effort of Québec's sedimentary basins where SOQUIP has invested most of its resources since its creation; over 17 million dollars compared to 5 million in the Maritimes and 1.5 million in the West.

Sale of this Québec gas at the announced production rate of 5 million cubic feet per day would bring an annual after royalty revenue of about 2 million dollars if Québec has an extended gas distribution network as do the Western Provinces and Ontario. It is therefore of prime importance for SOQUIP that a gas distribution system be soon established in the Québec metropolitan area to bring the discovered gas to market and justify accelerated drilling of development wells in the St. Flavien and Villeroy fields and intensified exploration of other parts of the Lowlands where similar fields could be found.

In a more overall view we feel that it would be in the interest of all Canadians that the use of natural gas be increased as rapidly as possible in Canada at the expense of oil and particularly of imported oil.

It is widely recognized that Eastern Canada's dependency on growing oil imports has a number of serious short and medium term disadvantages related mainly to the balance of payments of Canada and to a possible new embargo on OAPEC oil. Moreover a reduction of Canada's oil imports would be a contribution to the International Energy Agency's efforts.

Statistical analysis of the world oil reserves, of new oil discovery rates and of probable future world oil demand indicates that the long term availability of crude oil on the world international trade markets is not as secure as would suggest the present excess of supply over demand in these markets. Various authors predict a tightening of supply in a decade.

In fact, Canada's latest policy statement "An Energy Strategy For Canada", dealing with the next 15 years, calls for a reduction of oil imports and places the emphasis on the importance for Canada to rely on its own energy resources which are to be carefully husbanded by an appropriate conservation effort.

Apart from hydro-generated electricity which has the considerable advantage of being renewable, the inventory of Canadian resources on which we should primarily rely upon in the coming decades, show hydrocarbon energy reserves of about equal importance in the form of gas and in the form of oil, as well in the presently available category ( $57 \times 10^{15}$  BTU of proved and probable gas vs  $53 \times 10^{15}$  BTU of proved and probable oil) as in the eventually available category ( $185 \times 10^{15}$  BTU of frontier gas vs  $180 \times 10^{15}$  BTU of synthetic oil).

However, notwithstanding this equivalence of energy reserves, Canada extracts each year from its territory two times more oil energy ( $4.3 \times 10^{15}$  BTU) than gas energy ( $2.4 \times 10^{15}$  BTU) while, since 1970, the average annual oil finding rate ( $0.7 \times 10^{15}$  BTU) is only one fifth of the gas finding rate ( $3.5 \times 10^{15}$  BTU). The result is that our oil reserves are declining while our gas reserves are growing.

In spite of this, Canadians continue using three times more oil energy ( $3.8 \times 10^{15}$  BTU) than gas energy ( $1.4 \times 10^{15}$  BTU).

We feel that coherence with a self-reliance policy would imply that vigorous specific measures be taken to relate our use of energy more closely to our own resources by increasing the share of gas in the Canadian energy balance. This would only accelerate the trend towards an increased use of gas whose share of Canada's energy balance has doubled, from 13% in 1960 to 26% in 1975.



We are aware that an accelerated switch to gas will create a number of problems, but we feel that a new orientation towards gas use should be clearly stated and that the difficulties related to price structure, to gas availability, and to transportation and distribution facilities should be aggressively dealt with, without delay.

The gas price structure should be such that gas sold to various Canadian consumers be competitive at the burner tip with the various petroleum products it could replace, so that thousands of individual decisions be taken to switch from oil to gas. It should also provide the producers with a real incentive to motivate them to accelerate the development of known fields, particularly now to increase deliverability from these fields until sufficient quantities of frontier gas are made available to Canadian markets.

In our point of view, availability of Canadian gas to Canadian markets should be given priority over exports, particularly over the next five to ten years during which continued exports could create shortage in Canada. Moreover we fail to see the advantages gained by exporting gas BTU's at a lower price than the landed cost of imported oil BTU's.

Finally, if, in this Canadian outlook, it is desired to significantly increase the use of gas over the next decade, distribution networks should be built and extended in areas where the gas share of the energy market is low. Considering that gas provides 59% of energy used in Alberta, 44% in Saskatchewan, 33% in Manitoba and British Columbia, 29% in Ontario and only 5% in Québec, it is principally in this last province that an effort should be made in the coming years to make gas competitively available to consumers particularly since most of the imported oil is used in Québec.

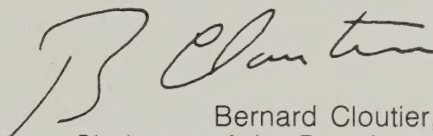
This goal of increasing the use of natural gas has been a matter of policy for Québec for several years; this position was stated in the 1972 document "Les Objectifs d'une Politique Québécoise de l'Énergie" and reaffirmed by several Québec interventions before the National Energy Board namely the 1974 hearings on natural gas supply and demand.

SOQUIP's persistent exploration effort in the gas prone Québec Lowlands falls into step with the Québec objective of increasing the role of natural gas and also constitutes a contribution to the country's energy self-reliance.

Now that SOQUIP has discovered gas in Québec, it is anxious to sell it. The St. Flavien field is only thirty miles from Québec City but the absence of a gas distribution system in that region will delay the use of St. Flavien gas to replace fuel refined from imported oil.

The paradox of having found gas in a province which needs gas but not being able to use it for a lack of infrastructure must be eliminated without delay.

On behalf of the Board,



Bernard Cloutier,  
Chairman of the Board and  
Chief Executive Officer.  
Ste-Foy March 31, 1976

#### ADDENDUM

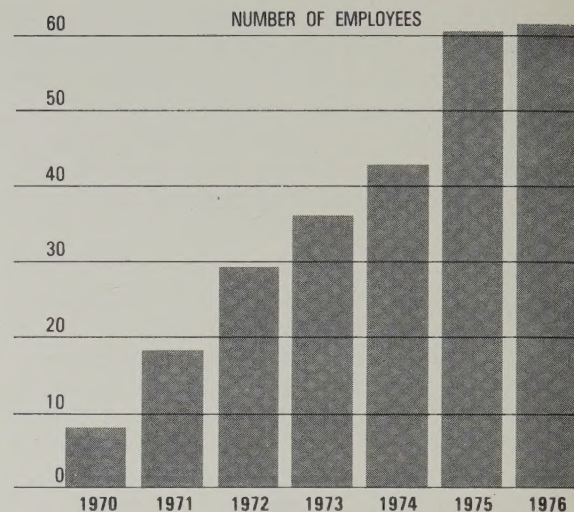
Although the above statement was written in the spring of 1976, modifications to the presentation of our financial statement have delayed its publication. Please excuse the delay.

March 3, 1977.



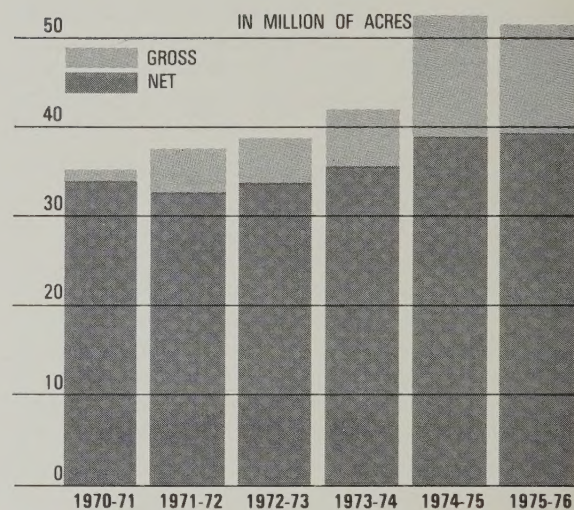
## SOQUIP's staff

As SOQUIP now has a full fledged team comprising experienced professionals of the various branches of petroleum exploration and production, the growth of its staff has levelled off. During the 1975-76 fiscal year, the number of permanent employees increased only from 61 to 63.



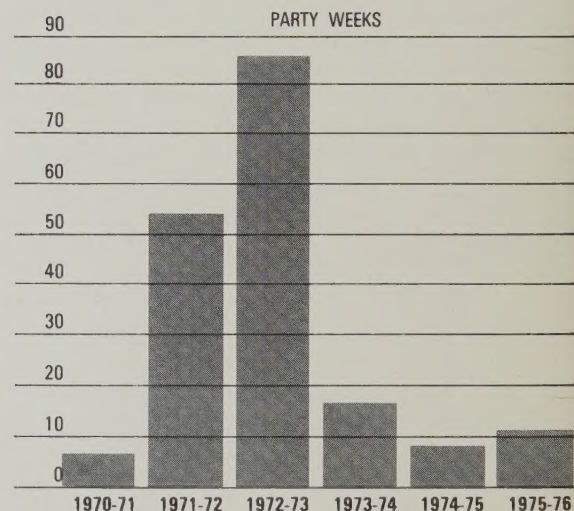
## Land holdings

SOQUIP holds exploration rights with its associates on 58,587,680 gross acres under provincial and federal permits and private leases. Because of the overlapping of certain federal and provincial permits, the real area covered is of 52,361,851 acres. SOQUIP's net land holdings in these areas cover 37,339,557 acres, compared to 38,557,886 acres in the preceding year.



## Field geology

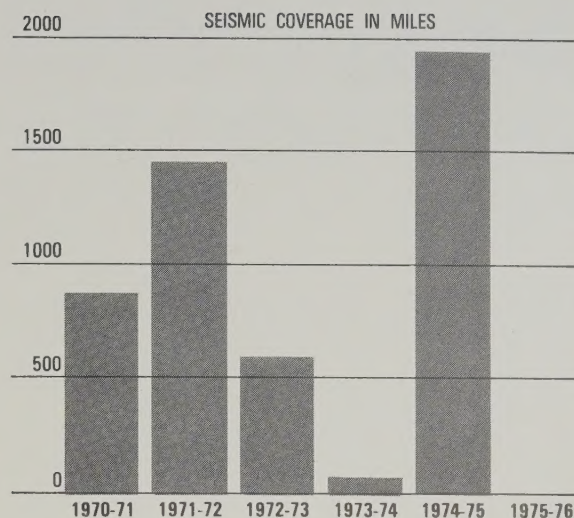
In 1975-76, eleven team-weeks were spent on field surveys, mainly in the St. Lawrence Lowlands, Nova Scotia and the Gaspé Peninsula, compared to eight team-weeks during the preceding year.





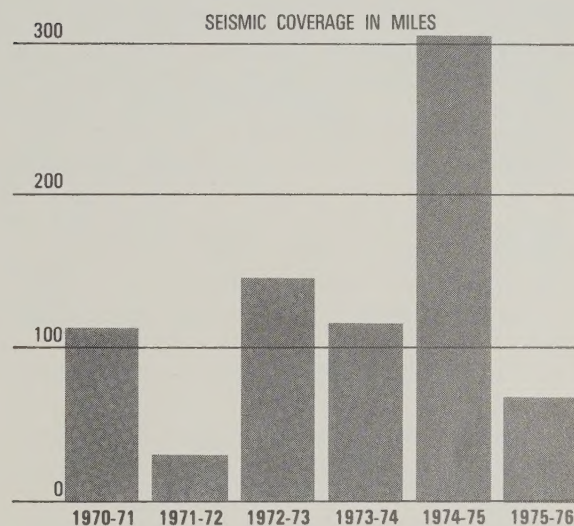
## Marine seismic

SOQUIP did not carry out any offshore seismic in 1975-76, as some 2,000 miles of offshore seismic surveys had been acquired during the preceding year. This year, the principal activity of the geophysicists in charge of SOQUIP's offshore permits was the interpretation of this data.



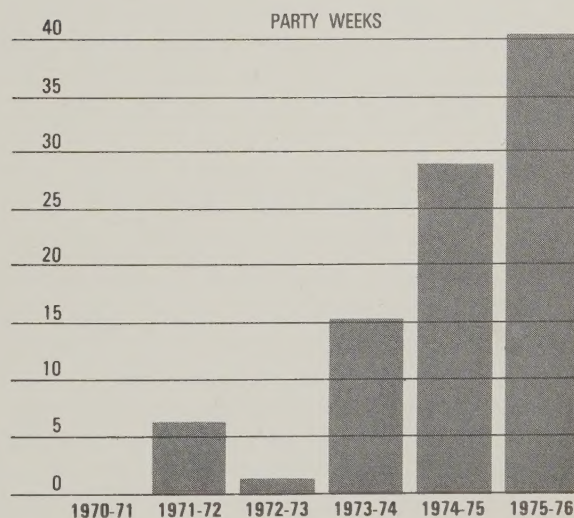
## Land seismic

This year, 70 miles of land seismic surveys were carried out in the Gaspé Peninsula for the purpose of determining the general structural aspect and to establish correlation with the wells drilled in this area. SOQUIP's geophysicists concentrated their efforts on the interpretation of this data and of 300 miles of seismic acquired in 1974-75.



## Well supervision

This year, drilling required 42 weeks of well site supervision. This increase, compared to 29 weeks in the preceding year, was due to the increase in the number of feet drilled by SOQUIP as an operator.





# Drilling

During the year just ended, SOQUIP participated in drilling 27 wells, and was the operator in 7 of them.

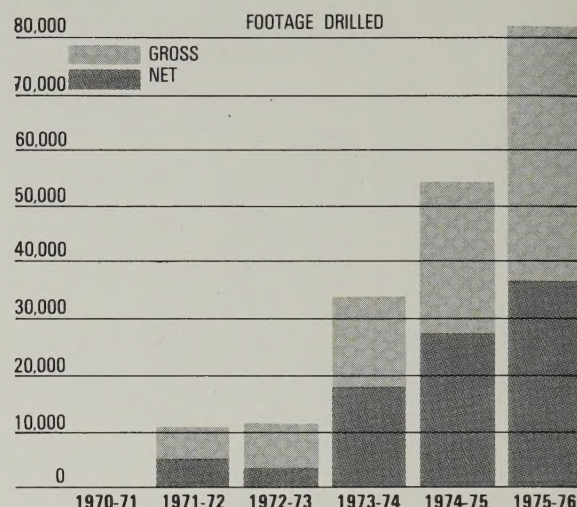
	NUMBER OF FEET DRILLED	NET FEET SOQUIP
SOQUIP et al. Tyrone No. 1 (P.E.I.)	**9166	2292
SOQUIP et al. Les Saules No. 1 (Qué.)	3186	2931
SOQUIP et al. L'Ancienne Lorette No. 1 (Qué.)	3277	3015
SOQUIP, A.C.C. et al. Noel No. 1 (Nova Scotia)	4750	1900
SOQUIP et al. Naufrage No. 1 (P.E.I.)	10188	2547
SOQUIP et al. St-Flavien No. 2 (Qué.)	5960	5960
SOQUIP et al. St-Flavien No. 3 (Qué.)	5888	5888
Murphy Alminex Victoria Island F-36 (Arctic)	**1470	*** 0
FNX et al. La Biche C-30 (Yukon)	**3242	324
DPJ Calso et al. Medicine Hat (Alberta) 6-34-15-5W4	1260	630
DPJ Calso et al. Medicine Hat (Alberta) 6-3-16-5W4	1280	640
DPJ Calso et al. Medicine Hat (Alberta) 6-22-15-5W4	2535	1268
DPJ Calso et al. Medicine Hat (Alberta) 16-22-15-5W4	1160	580
DPJ Calso et al. Medicine Hat (Alberta) 16-34-15-5W4	1405	703
DPJ Calso et al. Medicine Hat (Alberta) 16-3-16-5W4	1480	740
DPJ Calso et al. Medicine Hat (Alberta) 16-23-16-5W4	1445	723
DPJ Calso et al. Medicine Hat (Alberta) 16-10-16-5W4	1490	745
CHIEFCO et al. Chisholm 7-15-69-1W5 (Alberta)	2507	334
Mesa SOQUIP Hotchkiss 6-1-93-2W5 (Alberta)	2589	2589
CHIEFCO et al. Chisholm 6-11-69-1W5 (Alberta)	2578	344
CHIEFCO et al. Chisholm 10-36-68-1W5 (Alberta)	2585	345
CHIEFCO et al. Chisholm 11-35-69-1W5 (Alberta)	2374	316
DPJ Calso et al. Medicine Hat 6-26-15-5W5 (Alberta)	1445	713
Canadian Hunter Todd 11-4-10-2W5 (Alberta)	1832	61
DPJ Calso et al. Medicine Hat 16-26-16-5W5 (Alberta)	1440	720
Imperial et al. Muskiki 4-17-44-20W5 (Alberta)	1650	55

These wells drilled through 80,740 feet of sediments, SOQUIP's net participation being 36,360 feet. Our drilling activities in the Province of Québec and Eastern Canada kept two drilling rigs fully occupied throughout the year, one of 6,000 foot capacity and the other capable of drilling to 14,000 feet sub-surface.

\* Wells now being drilled (Depth as at March 31, 1976).

\*\* Feet drilled during the 1975-76 financial year in wells spudded during the 1974-75 financial year.

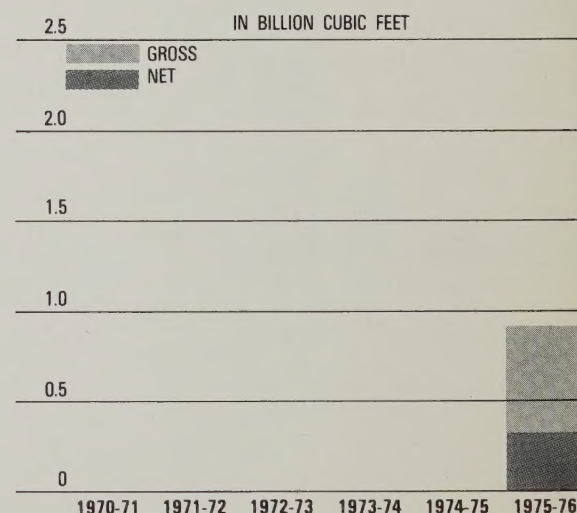
\*\*\* After having contributed to the drilling of this well, SOQUIP did not exercise its option to take an interest in the permits offered by Murphy.



# Production

During the fiscal year, SOQUIP acquired and developed gas fields in Alberta in joint venture with other oil and gas companies. Production which began only in December totalled 900 million cubic feet as of March 31, 1976, of which SOQUIP's share was 350 million cubic feet.

In the Province of Québec, following the completion and the stimulation of the wells drilled in the St. Flavien structure, tests showed the possibility of producing 5 million cubic feet per day if the wells were connected to a gas pipe line. Additional drilling will be required to determine the reserves and the production capacity of the field once it has been developed.



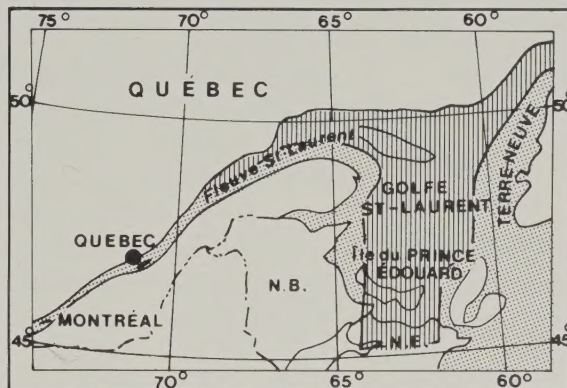


# Regional summary

A re-evaluation of the sedimentary basins of the Province of Québec and the continued development of SOQUIP's activities outside the Province, has led us to redefine our areas of interest as follows:

- 1) Gulf of St. Lawrence and Maritime Provinces;
- 2) Gaspé Peninsula;
- 3) St. Lawrence Lowlands;
- 4) Western Canadian Provinces;
- 5) Yukon, Northwest Territories and Arctic.

## 1) Gulf of St. Lawrence and Maritimes



### 1.1) LAND HOLDINGS

SOQUIP's gross land holdings:  
43,408,714 acres.  
(within Québec) 37,139,275 acres.

SOQUIP's net land holdings:  
33,738,229 acres.  
(within Québec) 32,693,812 acres.

#### 1.1.1) Gulf of St. Lawrence

##### *St. Lawrence Estuary Project*

SOQUIP holds 100% of 28,197,210 acres in this area.

##### *Central Gulf of St. Lawrence Project*

Amoco Canada Petroleum Company Ltd. and SOQUIP held equal shares in 4,789,739 acres in centre of the Gulf. This area covered both federal and provincial rights. Amoco transferred its federal rights on 1,118,095 acres to SOQUIP and retained the provincial rights jointly with SOQUIP on an area, under federal-provincial coverage, of 86,116 acres.

##### *Magdalen Islands Project*

An area of 3,300,00 acres around the Magdalen Islands is held jointly by the Société Acadienne de Recherches Pétrolières Ltée (Texaco Exploration Ltd.) and SOQUIP.

##### *Anticosti Island Project*

On Anticosti Island and off its eastern end, Scurry Rainbow Oil Ltd. (37%), Pan Canadian Petroleum Ltd. (10%) and SOQUIP (53%) hold 852,326 acres under provincial permits. Of this acreage, 533,576 acres are also held under federal permits.

#### 1.1.2) Maritimes

##### *Prince Edward Island Project*

Following completion of exploration work commenced during the preceding financial year, SOQUIP earned its share in all the permits held by Hudson's Bay Oil and Gas Company Ltd. et al. Interests were at that time as follows:

SOQUIP: 25% HBOG: 25%  
Petrofina: 25% Getty: 12.5%  
Skelly: 12.5%

The Skelly Oil Company withdrew from the group during the financial year and its share was divided between the other partners on a pro rata basis. The interest of the partners is now:

SOQUIP: 28.5714% HBOG: 28.5714%  
Petrofina: 28.5714% Getty: 14.2858%

##### *Sydney Offshore Project*

Following an agreement with Francana Oil & Gas Ltd., SOQUIP earned a 5% share in the federal and provincial permits held by Murphy Oil Company Ltd., Husky Oil Operations Ltd., L.L. & E. Canada Ltd., C.N.G. Development Company Ltd. and Francana Oil & Gas Ltd.

The group holds 1,958,400 acres of provincial permits. At the federal permit renewal date, it surrendered 1,428,609 acres and retained its rights on 700,470 acres.

##### *Minas and Antigonish Project*

Aquitaine Company of Canada Ltd. and SOQUIP fulfilled the obligations required under a contract with Shawnee Petroleum Company Ltd., and now hold each a 40% share in 126,720 acres in the Minas Basin and a 30% share in 80,640 acres in the Antigonish Basin. Shawnee Petroleum Company Ltd. maintained the balance of 20% in the Minas Basin and 40% in the Antigonish Basin.

Aquitaine and SOQUIP also acquired an equal share in permit 450 covering 60,290 acres.

### 1.2) EXPLORATION

#### 1.2.1) Gulf of St. Lawrence

##### *Anticosti Island Project*

Compilation of 757 miles of marine seismic and of the geological data obtained from the onshore has been completed. The results obtained, better define the platform zone and its relation to the Gaspé Peninsula.



## 1.2.2) Maritimes

### Prince Edward Island Project

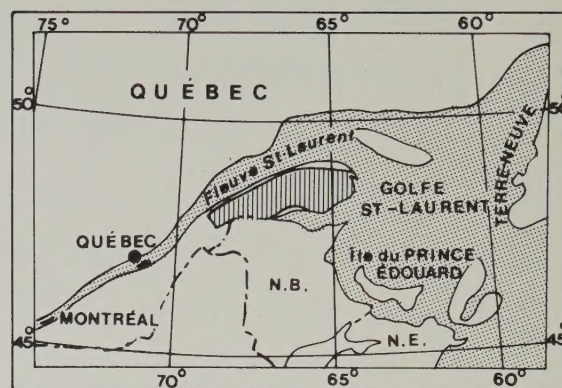
SOQUIP drilled two wells on Prince Edward Island. The purpose was to pinpoint the geological criteria for offshore exploration within the framework of its farm in with the Hudson's Bay Oil & Gas Group. The SOQUIP et al. Tyrone No. 1 well commenced during the 1974-75 financial year, proved to be dry. Total depth of this well was 13 668'. SOQUIP et al. Naufrage No. 1 (TD 10 188') drilled in 1975-76 had gas shows in the Pennsylvanian sandstones but tests proved the sandstones to be tight.

SOQUIP participated in the production tests of the H.B.O.G. Fina East Point E-49 well, drilled in 1970. These tests were encouraging and open new possibilities for the exploration of this basin.

### Minas and Antigonish Project

In association with Aquitaine Company of Canada, SOQUIP undertook the drilling of a Mississippian test. The SOQUIP A.C.C. et al. Noel No 1 well confirmed the existence of the structures sought. Reservoirs with gas shows were tested but proved to be water bearing. Other objectives still remain to be evaluated to define the hydrocarbon potential of these regions.

## 2) Gaspé Peninsula



### 2.1) LAND HOLDINGS

SOQUIP's gross land holdings:

1,433,050 acres.

SOQUIP's net land holdings:

1,147,911 acres.

- The Fauvel-Murdochville block now covers 645,850 acres following the acquisition of permit 595. This block is held jointly with Les Développements Aigle d'Or Ltée, and Gulf Oil Canada Ltd. holds royalty rights on permits 228 and 229.

- SOQUIP has modified its territory under permit in the eastern part of the Peninsula and now holds 557,200 acres. It has surrendered permits 412, 413, 466 and 531 covering an area of 93,400 acres to the south, and has acquired permits 600 to 602, 604 and 605 covering an area of 230,000 acres, north of the permits already held. In the event of a discovery on some of these permits, SOQUIP has a royalty burden to Les Pétroles Laduboro Ltée and to Francana Oil and Gas Ltd.

- SOQUIP still holds 230,000 acres south of Rimouski, after surrendering 65,300 acres during the 1975-76 financial year.

### 2.2) EXPLORATION

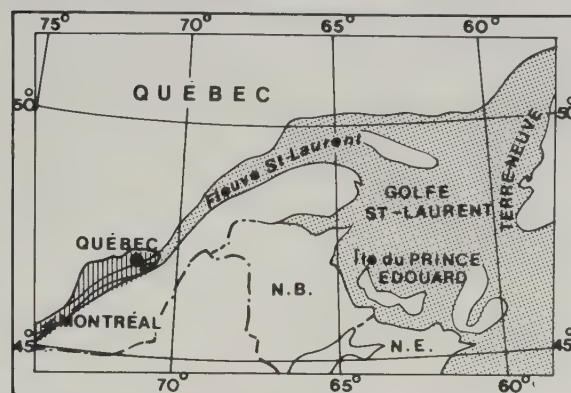
- SOQUIP carried out 70.7 miles of reflection seismic in the Gaspé region and 300 miles of seismic acquired during the preceding year were analysed.

- Geological field work was carried out on the Devonian sandstones where oil shows occur.

- Near Murdochville, the SOQUIP Aigle d'Or et al. Gastonguay #1 drilling site, was prepared in participation with Les Développements Aigle d'Or Ltée (Golden Eagle Developments Ltd.) for drilling in the Summer of 1976.



### 3) St. Lawrence Lowlands



#### 3.1) LAND HOLDINGS

SOQUIP's gross land holdings:  
2,761,660 acres.

SOQUIP's net land holdings:  
2,550,204 acres.

SOQUIP's land holdings are the following:

- SOQUIP holds 2,302,690 acres under provincial permits and some 3,500 freehold leases. About one thousand of these leases were renewed this year. Shell Québec Ltd., Shell Canada Ltd. and Shell Explorers Ltd. are entitled to a royalty on any production from this acreage.
- Sisque Company Ltd. and SOQUIP surrendered 279,500 acres of the permits in the St. Lawrence River. SOQUIP and Sisque retained respective shares of 55% and 45% in the remaining 17,280 acres.
- An area covering 109,730 acres is held jointly with Canada Cities Service Ltd. near the city of Trois-Rivières.
- An area of 80,930 acres, located around the Island of Orléans, is held by SOQUIP, Sisque Company Ltd. and Pan Canadian Petroleum Ltd. The respective working interests are 35%, 35% and 30%.
- SOQUIP and Pan Canadian Petroleum Ltd. hold an area of 77,020 acres in the Québec City region. The respective working interests in this project are 92% and 8% while the Sisque Company Ltd. has retained a royalty on 40,802 acres in this area.
- Permit 514, held by Les Développements Aigle d'Or Ltée (Golden Eagle Developments Ltd.) and SOQUIP, was surrendered, but permit 562, covering an area of 50,000 acres, was renewed, and SOQUIP's share of 25% remains unchanged.
- SOQUIP and Pan Canadian Petroleum Ltd. hold the 46,000 acres of permit 279 on the Island of Orléans with respective shares of 70% and 30%. The Sisque Company Ltd. is entitled to a royalty on this permit.

- A portion of Lake St. Pierre, covered by permit 338 and containing 33,000 acres is held jointly by SOQUIP, Les Pétroles Laduboro Ltée and Canada Cities Service Ltd.

- An area of 30,000 acres on the south shore of Lake St. Pierre under permit 243, is held by SOQUIP and Les Pétroles Laduboro Ltée.

- Sisque Company Ltd. and SOQUIP have a joint holding of 15,010 acres in the western portion of permit 435 in the St. Lawrence River between Charny and Portneuf.

#### 3.2) EXPLORATION

Geophysical work consisted of the continued reinterpretation of seismic data. In addition, seismic tests were carried out using "Mini-Sosie" technology in areas of shallow basement and a 1,223 mile program of high resolution aeromagnetic was carried out in the l'Assomption and Batiscan regions.

Near Québec City, two 3,200 foot wells, SOQUIP et al. Les Saules No. 1 and SOQUIP et al. Ancienne Lorette No. 1, were drilled to evaluate the basal sandstones. Despite encouraging signs of gas in the wells, production tests after well stimulation, were unsuccessful and the wells were abandoned.

SOQUIP reentered Shell St. Flavien No. 1 and drilled two more wells, SOQUIP et al. St. Flavien No. 2 and SOQUIP et al. St. Flavien No. 3, on the same structure. Stimulation by acid fracturation in these wells, established the gas production potential of two carbonate reservoirs. This important discovery of natural gas offers new encouraging perspectives for all the internal zone of the Lowlands.

Finally, two suspended wells, SOQUIP et al. Villeroy No. 2 and Shell Ste-Françoise-Romaine No. 1 were reworked. Results showed that, subject to further drilling, the fractured shales of the external zone have a sufficient reservoir potential to consider eventual development. The zone extends from Villeroy to St. Hyacinthe.



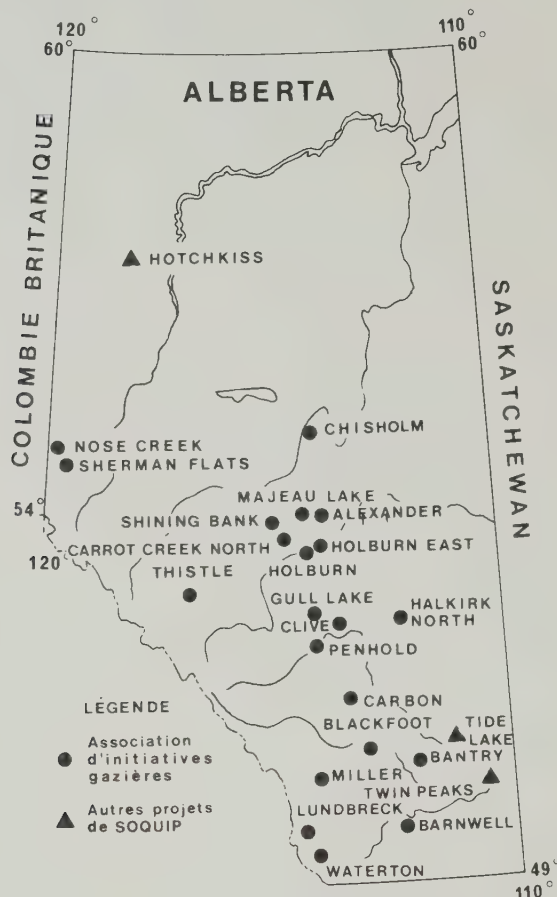
#### 4) The Western Canadian Provinces

##### 4.1) LAND HOLDINGS

SOQUIP's gross land holdings:  
426,406.95 acres.

SOQUIP's net land holdings:  
28,364.79 acres.

##### 4.1.1) In Alberta



SOQUIP's gross land holdings  
18,800 acres.

SOQUIP's net land holdings:  
3,600 acres.

SOQUIP and Calso Partners of San Francisco participate jointly in 4.8 sections, held by production in the Twin Peaks region.

In February 1975, Prudential Funds Inc. of New York and SOQUIP entered a joint venture involving an area of 11,250 acres in the Tide Lake region in South Eastern Alberta. SOQUIP later withdrew from the joint venture, but retained a 4% royalty on the Tide Lake gas sold to SIDBEC-DOSCO

SOQUIP took a farmout from Mesa Petroleum (N.A.) Company in the Hotchkiss region of Northern Alberta and drilled a well which proved to be dry.

##### Association d'Initiatives Gazières

SOQUIP's gross land holdings:  
343,479.95 acres.

SOQUIP's net land holdings:  
021,522.79 acres.

SOQUIP, Algas Mineral Enterprises Ltd. and Many Islands Pipeline Ltd. formed an equal partnership under the name of Gas Initiatives Venture for the purpose of acquiring and developing gas fields in Alberta. During the year, the Association acquired the assets of Hytech Energy Corporation, consisting of 62,211.95 acres in fifteen prospective areas of Alberta. The Association also took a 10% share in a project operated by Canadian Hunter Exploration Ltd., covering 281,268 acres in six areas of the foothills of the Rocky Mountains.

##### 4.1.2) In British Columbia

SOQUIP's gross land holdings:  
64,487 acres.

SOQUIP's net land holdings:  
3,242 acres.

British Columbia permit 1804 is now held by Texas Pacific Oil Company Inc. (95%), and by SOQUIP (5%) as Clark Oil Producing Ltd. withdrew during the year.

#### 4.2) EXPLORATION

##### 4.2.1) Alberta

SOQUIP-Calso Partners drilled ten shallow wells in the Twin Peaks region in southeastern Alberta. These wells were put on production and the gas is being sold to SIDBEC.

SOQUIP's other activities in this province were through the Gas Initiatives Venture vehicle.

##### 4.2.2) British Columbia

SOQUIP did not participate in any exploration activities in this province during the 1975-76 financial year.

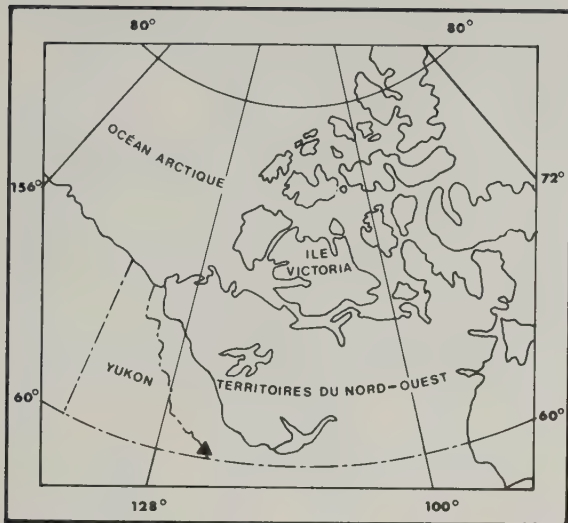
#### 4.3) PRODUCTION IN ALBERTA

Natural gas (gross):  
899,379 million cubic feet.

Natural gas (net):  
352,216 million cubic feet.



## 5) Yukon — Northwest Territories and the Arctic



SOQUIP's gross land holdings:  
51,043 acres.

SOQUIP's net land holdings:  
3,570,353 acres.

### 5.1) LAND HOLDINGS

SOQUIP's 20% participation in the costs of the drilling carried out by Fort Norman Exploration Ltd., has earned it a 10% working interest in 17,242 acres on the border between the Yukon and the Northwest Territories. Considering the results of the well, SOQUIP has decided not to exercise its option to participate in further drilling in these lands.

SOQUIP also decided not to exercise its option to acquire an interest in the Murphy Oil holdings in the Arctic, following the Murphy Alminex Victoria Island F-36 well in which it had participated.

### 5.2) EXPLORATION

The FNX et al. La Biche C-30 well in the La Biche area in the Northwest Territories was commenced during the Winter of 74-75 and completed in Winter of 75-76. This two-year span was due to the short drilling season in this region. The 7,200 foot well proved to be dry and was plugged and abandoned at the beginning of 1976.

The well spudded by Murphy on Victoria Island in June 1975, and completed at the beginning of the 75-76 financial year, was also dry and abandoned after reaching a depth of 8,060 feet.



# Balance sheet as at March 31 1976

**SOQUIP**  
société québécoise  
d'initiatives pétrolières

## ASSETS

	1976	1975 (note 2)
<b>SHORT TERM</b>	\$	\$
Cash and short term deposits	2,831,010	—
Accounts receivable	228,421	32,845
Oilfield supplies	439,321	651,055
Suscribed share capital receivable (note 3)	7,500,000	7,500,000
	<u>10,998,752</u>	<u>8,183,900</u>
	-----	-----
 <b>SUSCRIBED SHARE CAPITAL RECEIVABLE</b> (note 3)	 45,000,000	 52,500,000
	-----	-----
 <b>FIXED ASSETS</b> (notes 2 and 4)		
Petroleum and natural gas properties	26,186,645	15,095,888
Others	425,125	295,901
	<u>26,611,770</u>	<u>15,391,789</u>
	-----	-----
	<u>82,610,522</u>	<u>76,075,689</u>
	=====	=====

Signed on behalf of the board

   
president secretary

### AUDITOR'S REPORT

In accordance with Section 18 of the charter of the Société québécoise d'initiatives pétrolières - SOQUIP (chapter 36, 1969 statutes and amendments), I have examined the balance sheet of the Company as at March 31, 1976 and the statement of changes in financial position for the year then ended. I have obtained all the information and explanations I have required. My examination included a general review of the accounting procedures and such tests of accounting records and other supporting evidence as I considered necessary in the circumstances.



# LIABILITIES

	1976	1975 (note 2)
<b>SHORT TERM</b>	\$	\$
Accounts payable and accrued charges	916,712	1,075,689
Current on long term loan (note 6)	79,200	—
	<u>995,912</u>	<u>1,075,689</u>
	-----	-----
<b>LONG TERM</b>		
Prepayment on production (note 5)	1,158,610	
Non recourse bank loan (note 6)	456 000	
	<u>1,614,610</u>	
	-----	

## SHAREHOLDER EQUITY

### CAPITAL STOCK (note 3)

Authorized — 2,000,000 shares of a par value of \$50 each

Suscribed — 1,600,000 shares

80,000,000	75,000,000
-----	-----
<u>82,610,522</u>	<u>76,075,689</u>
=====	=====

The accompanying notes are an integral part of the financial statements.

As disclosed in the accounting policies described in note 1, the Company is in the exploration stage since its foundation. It capitalizes to oil and gas properties the expenses related to petroleum exploration and its other expenses and deducts therefrom its sundry income. To date the company is deemed to have realized no profit and to have sustained no loss; accordingly, no statement of profit and loss is presented.

In my opinion, subject to such adjustment as would result from failure to recover in the future the amount of \$26,186,645 at which the properties are carried in the balance sheet, these financial statements present fairly the financial position of the company as at March 31, 1976 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended, in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year, after

giving retroactive effect to the modifications in the accounting policies as regards to the accounting of the cost of oil and gas properties mentioned in note 2.

Gérard Larose, c.a.  
Auditor-General.

QUÉBEC, June 11, 1976.



# Statement of changes in financial position

of year ended  
March 31, 1976

**SOQUIP**  
société québécoise  
d'initiatives pétrolières

	1976	1975 (note 2)
<b>Working capital provided by:</b>	\$	\$
Capital stock	12,500,000	13,500,000
Long term liability	1,717,805	—
	<u>14,217,805</u>	<u>13,500,000</u>
<b>Working capital used for:</b>		
Petroleum and natural gas properties		
General and administrative expenses — net	1,029,205	677,079
Less: expenses requiring no cash outlay depreciation of fixed assets	<u>75,446</u>	<u>58,282</u>
	953,759	618,797
Exploration expenses	<u>10,061,552</u>	<u>6,526,108</u>
Total	11,015,311	7,144,905
Acquisition of other fixed assets	204,670	272,248
Long term bank loan reimbursement	<u>103,195</u>	<u>900,000</u>
	<u>11,323,176</u>	<u>8,317,153</u>
<b>Increase of working capital</b>	2,894,629	5,182,847
<b>Working capital at beginning of year</b>	<u>7,108,211</u>	<u>1,925,364</u>
<b>Working capital at end of year</b>	<u><u>10,002,840</u></u>	<u><u>7,108,211</u></u>

The accompanying notes are an integral part of the  
financial statements.

## Notes to financial statements

as at March 31, 1976

**SOQUIP**  
société québécoise  
d'initiatives pétrolières

### 1. ACCOUNTING POLICY

Petroleum and natural gas properties

The activities of SOQUIP are in the exploration phase and all expenses less other revenues are capitalized; the company is considered to have made neither profit nor a loss; consequently, no statement of profit and loss is presented.

Other fixed assets

Depreciation of other fixed assets is based on the reducing balance method at generally recognized rates.

### 2. CHANGES IN THE ACCOUNTING POLICY DURING THE FINANCIAL YEAR

Petroleum and natural gas properties

The company made the following changes during the fiscal year:

The cost of abandoned projects is now shown as petroleum and natural gas properties rather than as a deficit which was retroactively cancelled to the amount of \$84,049 as of March 31, 1975.

Administrative expenses are now included in petroleum and natural gas properties rather than shown as deferred charges.

Comparative figures for 1975 have been changed to reflect these changes.

### 3. CAPITAL STOCK

During the financial year, the company received \$12,500,000 in payment of 250,000 shares bringing its capital stock subscribed to \$27,500,000 at March 31, 1976. The company will receive \$7,500,000 annually for the next seven financial years in settlement of his subscribed capital stock not fully paid as of March 31, 1976.

This law also authorizes the Minister of Finance to pay the company, in one or more installments before March 31, 1983 and according to its activities and the authorization of Lieutenant-Governor-in-Council the non-subscribed capital stock of \$20,000,000 (400,000 shares).



#### 4. FIXED ASSETS

##### a. Petroleum and natural gas properties

Cost of oil and gas properties comprises:

	Balance at March 31, 1975	Net addition	Transferred to abandoned projects	Balance at March 31, 1976
	\$	\$	\$	\$
Current projects				
Property acquisition	905,968	2,447,486	30,997	3,322,457
Geological operations	719,193	156,130	9,388	865,935
Geophysical operations	3,955,528	505,036	273,988	4,186,576
Drilling	7,544,998	6,460,906	3,092	14,002,812
	<u>13,125,687</u>	<u>9,569,558</u>	<u>317,465</u>	<u>22,377,780</u>
Funds reserved for exploration	—	491,994	—	491,994
	<u>13,125,687</u>	<u>10,061,552</u>	<u>317,465</u>	<u>22,869,774</u>
Abandoned projects				
Property acquisition	13,213		30,997	44,210
Geological operations	15,068		9,388	24,456
Geophysical operations	55,768		273,988	329,756
Drilling	—		3,092	3,092
	<u>84,049</u>		<u>317,465</u>	<u>401,514</u>
General and administrative expenses less miscellaneous income				
General and administrative expenses	<u>2,646,010</u>	<u>1,284,449</u>		<u>3,930,459</u>
Less:				
Net financial income	667,745	26,765		694,510
Net revenues of natural gas sales		171,943		171,943
Miscellaneous income	<u>92,113</u>	<u>56,536</u>		<u>148,649</u>
	<u>759,858</u>	<u>255,244</u>		<u>1,015,102</u>
	<u>1,886,152</u>	<u>1,029,205</u>		<u>2,915,357</u>
	<u>15,095,888</u>	<u>11,090,757</u>		<u>26,186,645</u>

##### b. Other fixed assets

	<u>1976</u>	<u>1975</u>
	\$	\$
Cost	628,588	423,918
Accumulated depreciation	<u>203,463</u>	<u>128,017</u>
	<u>425,125</u>	<u>295,901</u>

#### 5. ADVANCES REFUNDABLE ON PRODUCTION REVENUES

These advances bear no interest and are payable only by revenues from gas production resulting from investments financed by these advances.

#### 6. NON RECOURSE BANK LOAN

This non recourse bank loan, guaranteed by certain oil and natural gas properties, is payable only by the revenues from the gas production of these properties and in no way involves the company's corporate credit.

#### 7. DEFICIT

	<u>1976</u>	<u>1975</u>
	\$	\$
Balance at beginning of year	84,049	82,008
Adjustment (note 2)		
Abandoned projects transferred from deficit to petroleum and natural gas properties at cost	<u>(84,049)</u>	<u>(82,008)</u>
	<u>—</u>	<u>—</u>











#### 4. IMMOBILISATIONS

a. Domaine minier — pétrole et gaz naturel  
Le coût du domaine minier comprend:

	Solde au 31 mars 1975	Additions nettes	Virements à projets abandonnés	Solde au 31 mars 1976
Projets d'exploration en cours	905,968	2,447,486	30,997	3,322,457
Acquisitions des droits	719,193	156,130	9,388	865,935
Travaux géologiques	3,955,528	505,036	273,988	4,186,576
Travaux géophysiques	7,544,998	6,460,906	3,092	14,002,812
Travaux de forage	13,125,687	9,569,558	317,465	22,377,780
Fonds réservés pour fins d'exploration	—	491,994	—	491,994
Projets d'exploration abandonnés	13,213	30,997	44,210	88,420
Acquisitions des droits	15,068	9,388	24,456	48,912
Travaux géologiques	55,768	273,988	3,092	332,848
Travaux de forage	84,049	317,465	401,514	703,028
Frais généraux et administratifs moins divers revenus	2,646,010	1,284,449	3,930,459	6,860,918
Moins:				
Revenus financiers nets	667,745	26,765	694,510	1,389,020
Revenus net de ventes de gaz naturel	92,113	171,943	148,649	312,705
Revenus divers	759,858	255,244	1,015,102	2,030,204
	1,886,152	1,029,205	2,915,357	5,830,714
	15,095,888	11,090,757	26,186,645	52,373,290
b. Autres immobilisations				
Coût				
Amortissement accumulé				
	425,125	203,463	128,017	756,605
	628,588	423,918	\$	1,052,506
	1976	1975		
5. AVANCES REMBOURSABLES SUR PRODUCTION				
Ces avances ne portent pas intérêt et sont remboursables seulement à même le revenu de production de gaz découplant des investissements effectués avec celles-ci.				
6. EMPRUNT BANCAIRE SANS RECOURS				
Cet emprunt sans recours, garanti par certaines propriétés de pétrole et de gaz naturel est remboursable seulement à même le revenu de production de ces propriétés et ne grève d'aucune façon le crédit de la Société.				
7. DÉFICIT				
Solde au début de l'exercice	\$	84,049	\$	82,008
Redressement (note 2)				
Inscription au domaine minier du coût des projets abandonnés		(84,049)		(82,008)



# Etat de l'évolution de la situation financière

de l'exercice terminé le 31 mars 1976

SOCIÉTÉ QUÉBÉCOISE D'INITIATIVES PÉTROLIÈRES

1975	1976
(note 2)	
\$	\$
13,500,000	12,500,000
—	1,717,805
14,217,805	14,217,805
Provenance du fonds de roulement	Capital-actions
	Dettes à long terme
Utilisation du fonds de roulement	Domaine minier — pétrole et gaz naturel
	Frais généraux et administratifs — nets
	Moins: dépenses ne requérant pas de déboursés —
	amortissement des immobilisations
	Projets d'exploration
	Fonds utilisés pour le domaine minier
	Acquisitions d'autres immobilisations
	Remboursement de la dette à long terme
Augmentation du fonds de roulement	11,323,176
	8,317,153
	-----
	2,894,629
	5,182,847
Fonds de roulement au début de l'exercice	7,108,211
	1,925,364
Fonds de roulement à la fin de l'exercice	10,002,840
	7,108,211

Les notes afférentes aux états financiers en font intégralement partie.

de l'exercice terminé le 31 mars 1976

SOCIÉTÉ QUÉBÉCOISE D'INITIATIVES PÉTROLIÈRES

# Notes afférentes aux états financiers

**1. CONVENTIONS COMPTABLES**

Domaine minier — pétrole et gaz naturel

Les activités de Soquip sont au stade de l'exploration et toutes les dépenses moins les divers revenus sont capitalisées; la Société est considérée n'avoir réalisé aucun profit ni subi aucune perte; en conséquence, aucun état de revenus et dépenses n'est présenté.

Autres immobilisations

L'amortissement des autres immobilisations est calculé selon la méthode du solde dégressif aux taux généralement reconnus.

## 2. CHANGEMENTS DANS LES CONVENTIONS COMPTABLES AU COURS DE L'EXERCICE

Domaine minier — pétrole et gaz naturel

La Société a apporté les changements suivants au cours de l'exercice:

Le coût des projets abandonnés est maintenant porté au domaine minier plutôt qu'au déficit. Ce changement appliqué rétroactivement a entraîné l'annulation du déficit de \$84,049 au 31 mars 1975.

## 3. CAPITAL-ACTIONS

Au cours de l'exercice, la Société a reçu \$12,500,000 en paiement de 250,000 actions, portant son capital-actions versé à \$27,500,000 au 31 mars 1976. La Société recevra \$7,500,000 annuellement, au cours des sept prochains exercices financiers, en paiement de son capital-actions souscrit et non versé au 31 mars 1976.

La loi autorise également le ministre des Finances à verser à la Société en un ou plusieurs versements avant le 31 mars 1983, en fonction de ses activités et avec l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil le capital-actions non souscrit de \$20,000,000 (400,000 actions).



		1976	1975
			(note 2)
À COURT TERME			
Comptes à payer et frais courus		\$	\$
Versements sur dette à long terme (note 6)		916,712	1,075,689
		79,200	—
		995,912	1,075,689
À LONG TERME			
Avances remboursables sur production (note 5)		1,158,610	
Emprunt bancaire sans recours (note 6)		456,000	
		1,614,610	

AVOIR DE L'ACTIONNAIRE

CAPITAL-ACTIONS (note 3)

Autorisé — 2,000,000 d'actions d'une valeur nominale de \$50 chacune  
Souscrit — 1,600,000 actions

80,000,000	75,000,000
82,610,522	76,075,689

Les notes afférentes aux états financiers en font intégralement partie.

Tel que mentionné aux conventions comptables décrites à la note 1, la Société est au stade de l'exploration depuis sa création. Elle capitalise au domaine minier les frais relatifs à l'exploration pétrolière ainsi que ses autres frais et elle en déduit les divers revenus. À date, la Société est considérée n'avoir réalisé aucun profit ni subi aucune perte; en conséquence, aucun état de revenus et dépenses n'est présenté.

À mon avis, sous réserve des redressements qui pourraient être requis si le montant de \$26,186,645 montré au bilan pour le domaine minier ne pouvait être recouvert par les opérations futures, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 mars 1976, ainsi que les résultats de ses opérations et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus, lesquels ont été appliqués

QUÉBEC, le 11 juin 1976.

Gérard Larose, c.a.,  
Vérificateur général.

de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent, après avoir donné un effet rétroactif aux changements dans les conventions comptables à l'égard de la comptabilisation du coût du domaine minier, mentionnés à la note 2.



Bilan  
au 31 mars  
1976

**SOGUIP**  
société québécoise  
d'initiatives pétrolières

ACTIF

1976

1975

À COURT TERME

Encaisse et dépôts à terme

Comptes à recevoir

Stocks de matériel de forage — au coût

Capital-actions souscrit à recevoir (note 3)

2,831,010

228,421

439,321

7,500,000

10,998,752

8,183,900

7,500,000

32,845

651,055

—

\$

\$

CAPITAL-ACTIONS SOUSCRIT À RECEVOIR (note 3)

45,000,000

52,500,000

IMMOBILISATIONS (notes 2 et 4)

Domaine minier — pétrole et gaz naturel

Autres

26,186,645

425,125

15,095,888

295,901

26,611,770

82,610,522

15,391,789

76,075,689

Signé au nom du conseil d'administration

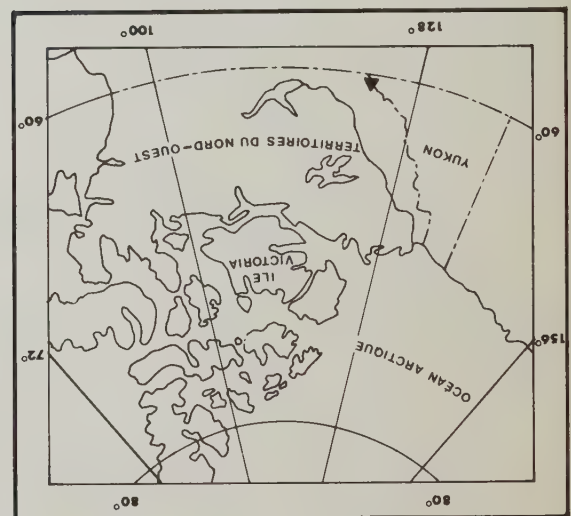
président

secrétaire

*Renald Fournier*

RAPPORT DU  
VÉRIFICATEUR

En vertu de l'article 18 de la charte de la Société québécoise d'initiatives pétrolières - SOQUIP (chapitre 36 des lois de 1969 et modifications), j'ai examiné le bilan de cette Société au 31 mars 1976 ainsi que l'état de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. J'ai obtenu tous les renseignements et les explications que j'ai demandés. Mon examen a comporté une revue générale des procédés comptables ainsi que les sondages des registres comptables et autres preuves à l'appui que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.



Domaine minier brut de SOQUIP: 51,043 acres.

Domaine minier net de SOQUIP: 3,570,353 acres.

### 5.1 DOMAINE MINIER

Suite à sa participation de 20% aux coûts d'un forage exécuté par Fort Norman Exploration Inc., SOQUIP a gagné une participation de 10% dans une superficie de 17,242 acres sur la frontière entre le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest. Compte tenu des résultats du forage, SOQUIP a choisi de ne pas lever l'option de participer au forage d'autres puits dans ces terrains. SOQUIP a aussi décidé de ne pas lever l'option d'acquiescer une participation dans les terrains de Murphy Oil sur l'île Victoria après le forage Murphy Alminex Victoria Island F-36 dans lequel elle a participé.

### 5.2 EXPLORATION

Le forage du puits FNX et al. La Biche C-30 dans la région de La Biche, Territoires du Nord-Ouest, a été exécuté au cours de l'hiver 74-75 et de l'hiver 75-76 à cause de la courte période de circulation en forage dans ces régions. Le puits s'étant avéré sec a été obturé et abandonné à 7,200 pieds au début de 1976. Le puits commencé par Murphy sur l'île Victoria en juin 1975 et terminé au début de l'exercice 75-76 étant également non producteur a été obturé et abandonné à 8,060 pieds.



4) Provinces de l'Ouest canadien

4.1) DOMAINE MINIER

Domaine minier brut de SOQUIP: 426,406.95 acres.  
Domaine minier net de SOQUIP: 28,364.79 acres.

4.1.1) En Alberta

SOQUIP, Algas Mineral Enterprises Ltd. et Many Island Pipe Line Ltd. se sont associées à parts égales sous le nom de l'Association d'Initiatives Gazières en vue d'acquies et de développer des gisements gaziers en Alberta. Au cours de l'année, l'association a acquis les actifs de la Hytech Energy Corporation soit 62,211.95 acres réparties dans quinze régions intéressantes de l'Alberta. L'association a également pris une participation de 10% dans un programme de la Canadian Hunter Exploration Ltd. impliquant 281,268 acres dans six régions des piedmonts des Rocheuses.

4.1.2) En Colombie-Britannique

Domaine minier brut de SOQUIP: 64,487 acres.  
Domaine minier net de SOQUIP: 3,242 acres.

4.2) EXPLORATION

4.2.1) En Alberta

Le permis 1804 de la Colombie-Britannique est détenu maintenant par la Texas Pacific Oil Company Inc. (95%) et SOQUIP (5%) étant donné que la Clark Oil Producing Ltd. s'est retirée au cours de l'année.

L'association SOQUIP — Calso Partners a foré dix puits profonds dans la région de Twin Peaks dans le sud-est de l'Alberta. Ces puits ont été mis en production et le gaz a été vendu à SIBEC.

Les autres activités de SOQUIP dans cette province, ont été effectuées par l'intermédiaire de l'Association d'Initiatives Gazières.

4.2.2) En Colombie-Britannique

Aucune activité d'exploration n'a été effectuée par SOQUIP dans cette province au cours de l'année financière 1975-76.

4.3) PRODUCTION EN ALBERTA

Gaz naturel brut: 899,379 millions de pieds cubes.  
Gaz naturel net: 352,216 millions de pieds cubes.

4.1) DOMAINE MINIER

Domaine minier brut de SOQUIP: 426,406.95 acres.  
Domaine minier net de SOQUIP: 28,364.79 acres.

4.1.1) En Alberta

SOQUIP, Algas Mineral Enterprises Ltd. et Many Island Pipe Line Ltd. se sont associées à parts égales sous le nom de l'Association d'Initiatives Gazières en vue d'acquies et de développer des gisements gaziers en Alberta. Au cours de l'année, l'association a acquis les actifs de la Hytech Energy Corporation soit 62,211.95 acres réparties dans quinze régions intéressantes de l'Alberta. L'association a également pris une participation de 10% dans un programme de la Canadian Hunter Exploration Ltd. impliquant 281,268 acres dans six régions des piedmonts des Rocheuses.

4.1.2) En Colombie-Britannique

Domaine minier brut de SOQUIP: 64,487 acres.  
Domaine minier net de SOQUIP: 3,242 acres.

4.2) EXPLORATION

4.2.1) En Alberta

Le permis 1804 de la Colombie-Britannique est détenu maintenant par la Texas Pacific Oil Company Inc. (95%) et SOQUIP (5%) étant donné que la Clark Oil Producing Ltd. s'est retirée au cours de l'année.

L'association SOQUIP — Calso Partners a foré dix puits profonds dans la région de Twin Peaks dans le sud-est de l'Alberta. Ces puits ont été mis en production et le gaz a été vendu à SIBEC.

Les autres activités de SOQUIP dans cette province, ont été effectuées par l'intermédiaire de l'Association d'Initiatives Gazières.

4.2.2) En Colombie-Britannique

Aucune activité d'exploration n'a été effectuée par SOQUIP dans cette province au cours de l'année financière 1975-76.

4.3) PRODUCTION EN ALBERTA

Gaz naturel brut: 899,379 millions de pieds cubes.  
Gaz naturel net: 352,216 millions de pieds cubes.



Domaine minier brut de SOQUIP: 18,080 acres.

Domaine minier net de SOQUIP: 3,600 acres.

SOQUIP et Calso Partners de San Francisco, détiennent des baux sur 4.8 sections en production dans la région de Twin Peaks en Alberta.

En février 1975, Prudential Funds Inc. de New-York et SOQUIP se sont associées pour la mise en production d'une superficie de 11,520 acres situées dans la région de Tide Lake dans le sud-est de l'Alberta. Par la suite, SOQUIP s'est retirée de cette association en se réservant une redevance de 4% sur le gaz de Tide Lake vendu à SIBEC-DOSCO.

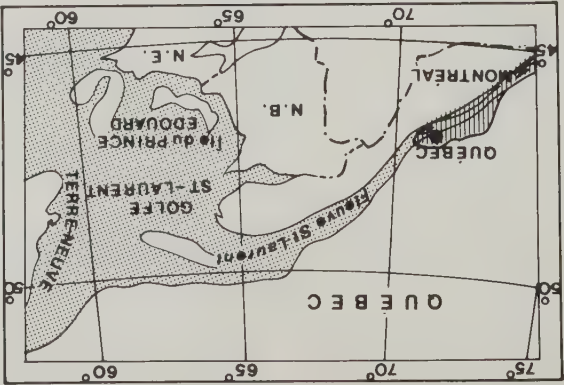
SOQUIP s'est associée avec Mesa Petroleum (N.A.) Company pour le forage d'un puits qui s'est avéré sec, dans la région de Hotchkiss du Nord de l'Alberta.

Association d'Initiatives Gazières

Domaine minier brut de SOQUIP: 343,479.95 acres.

Domaine minier net de SOQUIP: 21,522.79 acres.

### 3) Les Basses-Terres du Saint-Laurent



#### 3.1) DOMAINE MINIER

Le domaine minier brut de SOQUIP: 2,761,660 acres.  
 Le domaine minier net de SOQUIP: 2,550,204 acres.

Le domaine minier de SOQUIP se répartit comme suit:

● SOQUIP détient 2,302,690 acres de terrain sous le couvert de permis provinciaux et d'environ 3,500 baux privés. Environ un millier de ces baux ont été renouvelés cette année. Shell Québec Ltée, Shell Canada Ltd. et Shell Explorers Ltd. ont droit à une redevance sur la production de ces terrains.

● Sisque Company Ltd. et SOQUIP ont abandonné 279,500 acres des permis dans le fleuve St-Laurent. SOQUIP et Sisque ont maintenu une participation respective de 55% et 45% dans les 17,280 acres restants.

● Une superficie recouvrant 109,730 acres est détenue près de la ville de Trois-Rivières conjointement avec Canada Cités Service Ltd.

● Une superficie de 80,930 acres, située aux environs de l'île d'Orléans est détenue par SOQUIP, Sisque Company Ltd. et Pan Canadian Petroleum Ltd. Les participations sont de 35%, 35% et 30% respectivement.

● Une superficie de 77,020 acres située dans la région de Québec est détenue par SOQUIP et Pan Canadian Petroleum Ltd. Leur participation dans ce projet est respectivement de 92% et 8% alors que la Sisque Company Ltd. conserve une redevance sur une superficie de 40,802 acres de ce territoire.

● Le permis 514 détenu par Les Développements Algile d'Or Ltée et SOQUIP fut abandonné mais le permis 562 couvrant une superficie de 50,000 acres fut renouvelé et la participation de 25% de SOQUIP demeure inchangée.

● SOQUIP et Pan Canadian Petroleum Ltd. détiennent les 46,000 acres du permis 279 de l'île d'Orléans avec des participations respectives de 70% et de 30%. La Sisque Company Ltd. a droit à une redevance sur ce permis.

#### 3.2) EXPLORATION

Les travaux géophysiques ont porté sur la réinterprétation des données sismiques. De plus, des essais sismiques ont été effectués avec la technique « Mini-Sosie » dans des régions où le socle est peu profond et une mission de 1,223 milles de relevés aéroportés de haute résolution fut complétée dans la région de l'Assomption et de Batiscaan.

Près de la ville de Québec, deux puits de 3,200 pieds SOQUIP et al. les Saules No 1 et SOQUIP et al. Ancienne Lorette No 1, ont été forés pour évaluer le potentiel des grès de base. Malgré des indices de gaz encouragés, les essais de production après la stimulation des puits sont restés sans succès et les puits ont été abandonnés.

SOQUIP a repris le puits Shell St-Flavien No 1 et a foré les deux puits SOQUIP et al. St-Flavien No 2 et SOQUIP et al. Des travaux de stimulation par fracturation à l'acide dans ces puits ont démontré le potentiel producteur de deux horizons carbonatés. Cette découverte importante de gaz naturel ouvre de nouvelles perspectives encouragées pour toute la zone interne des Basses Terres.

Enfin, des travaux ont été effectués sur les puits suspendus SOQUIP et al. Villeroi No 2 et Shell Ste-Françoise-Romaine No 1. Ils ont révélé que les argiles fracturées de la zone externe des Basses Terres ont un potentiel réservoir suffisant pour permettre d'envisager un développement et une mise en production après l'exécution d'autres forages dans cette zone qui s'étend de Villeroi à St-Hyacinthe.



1.2.2) Les Maritimes

Projet-Ile du Prince Edouard

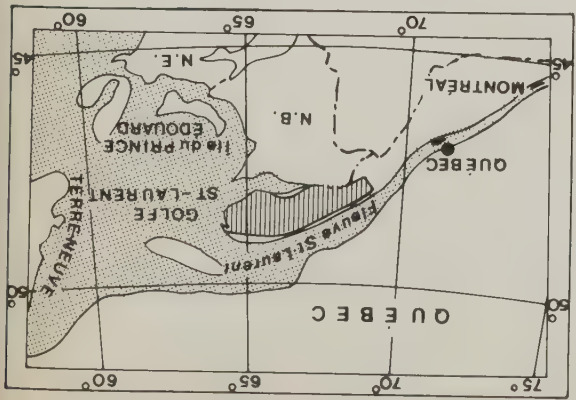
SOQUIP a foré deux puits sur l'île du Prince Edouard afin de préciser les paramètres géologiques pour l'exploration en mer, dans le cadre de son affermage avec le groupe Hudson's Bay Oil & Gas. Le puits SOQUIP et al. Tyrone No 1, dont la profondeur totale atteint 13 668' (déjà en cours de forage lors de l'exercice 1974-75) s'est avéré sec. Le puits SOQUIP et al. Naufrage No 1 (10 188') a donné des indices de gaz dans la section des grès ont démontré que les grès avaient subi une cimentation et perdu leur potentiel de réservoir.

SOQUIP a participé aux essais de production du puits H.B.O.G. Fina East Point E-49, foré en 1970. Ces essais se sont avérés encourageants et nous ont permis d'entrevoir de nouvelles possibilités concernant l'exploration de ce bassin.

Projet-Minas et Antigonish

En collaboration avec Aquitaine Company of Canada, SOQUIP a entrepris le forage d'une structure du Mississippien. Le puits SOQUIP A.C.C. et al. Noel No 1 a confirmé l'existence des structures recherchées. Des réservoirs avec indices de gaz furent mis à l'essai et s'avérèrent saturés d'eau mais d'autres objectifs restent encore à évaluer pour définir le potentiel pétrolier de ces régions.

2) La Péninsule de Gaspé



2.1) DOMAINE MINIER

Domaine minier brut de SOQUIP: 1,433,050 acres.  
Domaine minier net de SOQUIP: 1,147,911 acres.

- Le bloc Fauvel — Murdochville recouvre maintenant 645,850 acres suite à l'acquisition du permis 595. Ce bloc est détenu conjointement avec Les Développementements Agile d'Or Ltée et Gulf Oil Canada Ltd. a droit à une redevance sur les permis 228 et 229.

- SOQUIP a modifié son territoire sous permis dans l'est de la péninsule où elle détient maintenant 557,200 acres. Elle a abandonné les permis 412, 413, 466 et 531 couvrant une étendue de 93,400 acres au sud de ce bloc et a acquis les permis 600 à 602, 604 et 605 d'une superficie de 230,000 acres située au nord des permis déjà détenus. En cas de découverte sur certains de ces permis SOQUIP devra payer une redevance à la compagnie Les Pétroles Laduboro Ltée et à Francana Oil & Gas Ltd.
- SOQUIP détient encore 230,000 acres au sud de Rimouski, suite à l'abandon de 65,300 acres au cours de l'exercice 1975-76.

2.2) EXPLORATION

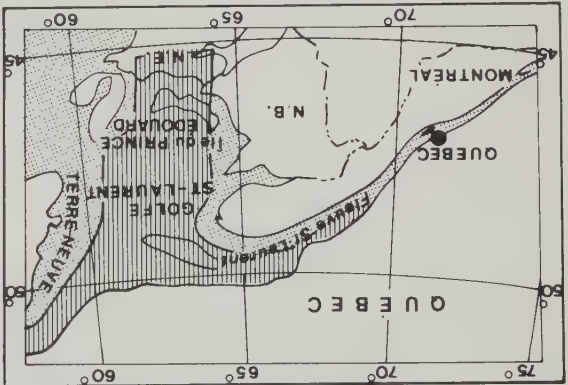
- SOQUIP a procédé à l'acquisition de 70.7 milles de sismique de type réflexion dans la région de Gaspé et les 300 milles de levés sismiques acquis au cours de l'année précédente ont été interprétés.
- Des travaux de géologie de terrain furent effectués dans les grès du Dévonien qui présentent des indices pétrolières.
- Près de Murdochville, le site du forage SOQUIP Agile d'Or et al. Gastonguay No 1 a été aménagé en vue des opérations de forage prévues pour l'été 1976, en participation avec Les Développementements Agile d'Or Ltée.

# Résumé par régions

Une nouvelle perception des bassins sédimentaires du Québec et le développement des activités de SOQUIP à l'extérieur de notre province nous ont conduit à redéfinir nos régions d'intérêt de la façon suivante:

- 1) le Golfe St-Laurent et les Maritimes,
- 2) la Péninsule de Gaspé,
- 3) les Basses Terres du St-Laurent,
- 4) les provinces de l'Ouest canadien,
- 5) le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et l'Arctique.

## 1) Le Golfe du St-Laurent et les Maritimes



### 1.1) DOMAINE MINIER:

Domaine minier brut de SOQUIP: 43,408,714 acres  
(dont au Québec) 37,139,275 acres  
Domaine minier net de SOQUIP: 33,738,229 acres  
(dont au Québec) 32,693,812 acres

### 1.1.1) Le Golfe du St-Laurent

Une superficie de 28,197,210 acres est détenue à 100% par SOQUIP dans ce territoire.

### Projet-Centre Golfe St-Laurent:

Dans le centre du Golfe, 4,789,739 acres étaient détenues à part égale par Amoco Canada Petroleum Company Ltd. et SOQUIP. Cette superficie recouvrait à la fois des droits fédéraux et provinciaux. Amoco a cédé à SOQUIP ses droits fédéraux sur 1,118,095 acres et a gardé conjointement avec SOQUIP les permis provinciaux et une superficie de 86,116 acres sous couverture fédérale-provinciale.

### Projet-Iles de la Madeleine:

Une superficie de 3,300,000 acres autour des Iles de la Madeleine est détenue conjointement par la Société Acadienne de Recherches Pétrolières Ltée (Texaco Exploration Ltd.) et par SOQUIP.

### Projet-Ile d'Anticosti

Au large de l'extrémité est et sur l'île d'Anticosti, Scurry Rainbow Oil Ltd. (37%), Pan Canadian Petroleum Ltd. (10%) et SOQUIP (53%) détiennent 852,326 acres de permis provinciaux, dont 533,576 acres sont aussi sous permis fédéraux.

## 1.1.2) Les Maritimes

### Projet-Ile du Prince-Édouard

Suite à l'accomplissement de travaux d'exploration commencés durant l'exercice précédent, SOQUIP a gagné une participation de 25% dans tout le territoire détenu par Hudson's Bay Oil and Gas Company Ltd. et al. Dans cette région les participations se répartissaient comme suit:

SOQUIP: 25% HBOG: 25%  
Petrofina: 25% Getty: 12.5%  
Skelly: 12.5%

La Skelly Oil Company s'étant retirée du groupe en cours d'exercice, sa participation a été répartie au pro rata entre les autres partenaires. La répartition des participations est devenue:

SOQUIP: 28.5714% HBOG: 28.5714%  
Petrofina: 28.5714% Getty: 14.2858%

### Projet-Sydney Marin

Suite à l'entente conclue avec Francana Oil & Gas Ltd., SOQUIP avait obtenu une participation de 5% dans les permis fédéraux et provinciaux détenus par Murphy Oil Company Ltd., Husky Oil Operations Ltd., L.L. & E. Canada Ltd., C.N.G. Development Company Ltd. et Francana Oil & Gas Ltd.

Le groupe détient 1,958,400 acres sous permis provinciaux. À la date du renouvellement des permis fédéraux il a abandonné 1,428,609 acres retenant ainsi ses droits fédéraux dans seulement 700,470 acres.

### Projet-Minas et Antigonish

Aquitaine Company of Canada Ltd. et SOQUIP ont rempli les obligations prévues dans un contrat qu'elles avaient avec Shawnee Petroleum Company Ltd. et détiennent chacune une participation de 40% dans 126,720 acres du bassin de Minas et de 30% dans 80,640 acres du bassin d'Antigonish. Shawnee Petroleum Company Ltd. détient la balance de 20% dans le bassin de Minas et de 40% dans le bassin d'Antigonish.

## 1.2) EXPLORATION

### 1.2.1) Le Golfe du St-Laurent

### Projet-Ile d'Anticosti

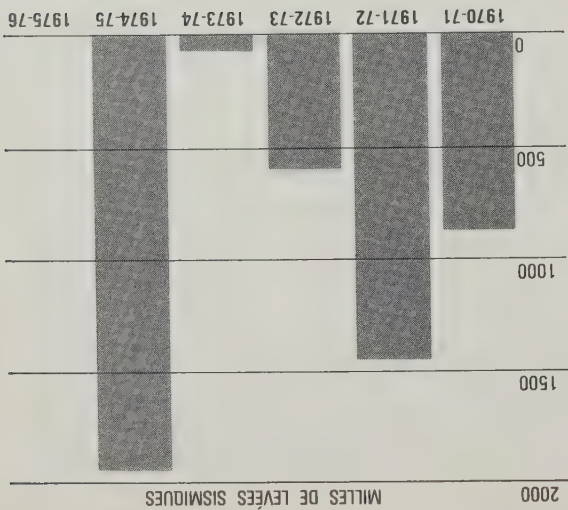
La synthèse de l'interprétation de 757 milles de sismique marine et des données géologiques obtenues des puits forés sur l'île a été effectuée. Les résultats obtenus ont permis de mieux déterminer l'extension de la plate-forme et sa relation avec la péninsule de Gaspé.





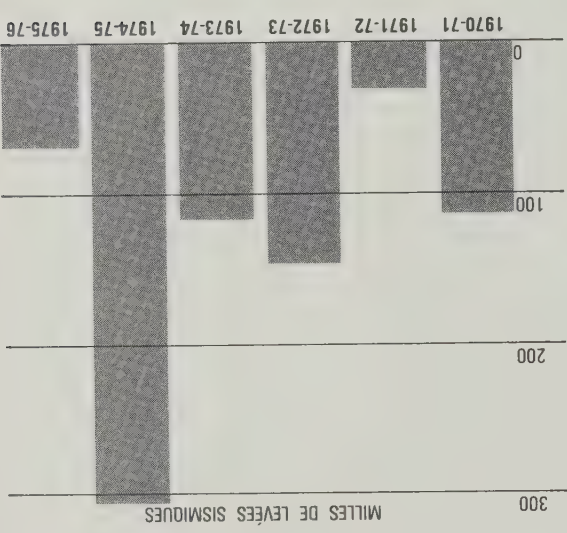
# Sismique marine

En 1975-76, SOQUP n'a pas mené de campagne sismique marine, car environ 2,000 milles de levés sismiques avaient été effectués en mer au cours de l'exercice précédent. L'évaluation de ces données a été l'activité principale des géophysiciens affectés aux permis marins de SOQUP cette année.



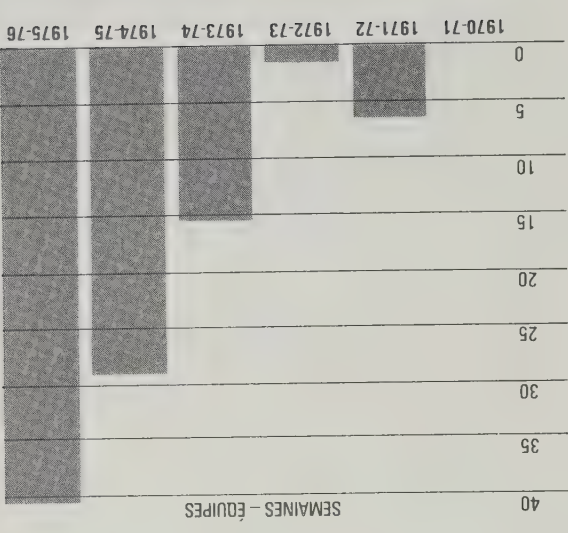
# Sismique terrestre

Cette année, 70 milles de sismique terrestre de reconnaissance ont été effectués sur la péninsule de Gaspé en vue de déterminer l'allure générale des structures et établir des corrélations avec les forages déjà existants dans cette région. Les géophysiciens ont concentré leurs efforts sur l'interprétation de ces données et des 300 milles acquis en 1974-75.



# Supervision de puits

Cette année, la supervision des forages a requis 42 semaines de géologie de sonde. Cet accroissement du temps géologique par rapport à 29 semaines l'année précédente est dû à l'augmentation du nombre de puits forés par SOQUP en tant qu'opérateur.





# Effectif de SOQUIP

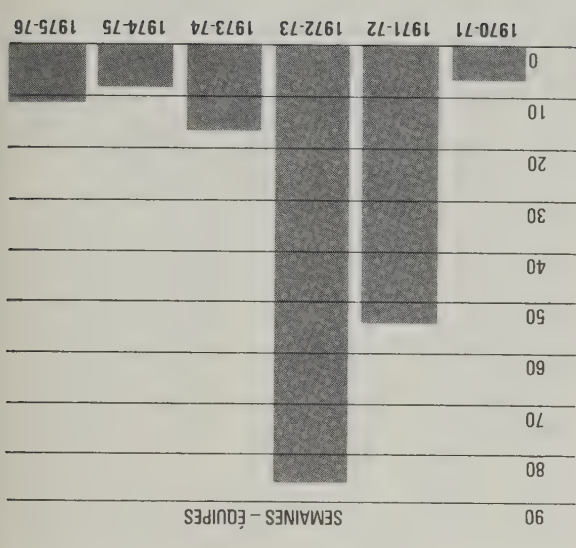
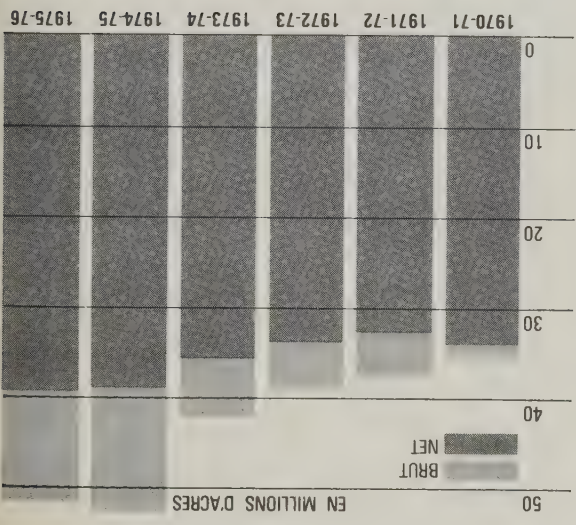
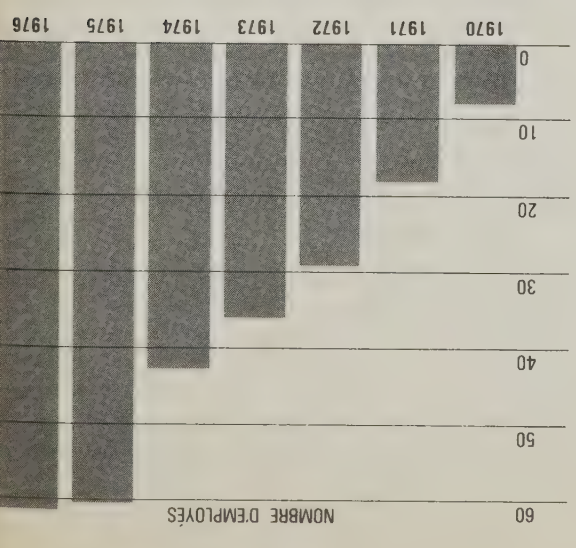
SOQUIP étant dotée maintenant d'une équipe comprenant des professionnels de toutes les spécialités de l'exploration et de la production pétrolières, l'évolution de ses effectifs se stabilise. Le nombre d'emplois permanents n'est passé que de 61 à 63 au cours de l'exercice 1975-76.

# Domaine minier

SOQUIP détient avec ses associés des droits d'exploration sur 58,587,680 acres brutes de permis provinciaux, fédéraux ou de baux privés. Tenant compte de la superposition de certains permis fédéraux et provinciaux, cette superficie se traduit par un territoire réel de 52,361,851 acres brutes. Le domaine minier net de SOQUIP dans ces territoires est de 37,339,557 acres en regard de 38,557,886 acres l'année précédente.

# Géologie de terrain

En 1975-76, onze semaines-équipes ont été consacrées à des études de terrain principalement dans les Basses Terres du St-Laurent, la Nouvelle-Écosse et la péninsule de Gaspé, en regard de 8 semaines-équipes durant l'année précédente.



Nous sommes conscients qu'une substitution accélérée vers le gaz naturel va créer certains problèmes, mais nous croyons qu'une nouvelle orientation vers le gaz devrait être clairement définie et qu'il conviendrait d'aborder résolument et sans tarder les difficultés relatives à la structure des prix, à la disponibilité du gaz et aux équipements de transport et de distribution gazière.

La structure des prix du gaz vendu aux divers consommateurs canadiens devrait être telle que le gaz soit compétitif, au niveau du brûleur, par rapport aux divers produits pétroliers qu'il pourrait remplacer, pour que des milliers de décisions individuelles soient prises de changer du pétrole au gaz. Elle devrait aussi fournir une certaine prime aux producteurs pour les motiver à accélérer le développement des gisements connus, particulièrement à ce moment-ci pour augmenter la capacité de production de ces gisements jusqu'à ce que des quantités suffisantes de gaz des frontières deviennent disponibles dans les marchés canadiens.

À notre point de vue, la disponibilité du gaz canadien dans les marchés canadiens devrait avoir priorité sur les exportations, surtout dans les cinq ou dix prochaines années durant lesquelles le maintien de ces exportations pourrait entraîner une pénurie au Canada. D'autre part nous ne voyons pas les avantages d'exporter des BTU gaz à un prix inférieur au coût livré des BTU importés sous forme de pétrole.

Enfin, si, dans cette optique canadienne, on veut sensiblement augmenter la consommation de gaz dans les années à venir, des réseaux de distribution devront être construits et étendus dans les régions où la part du gaz dans le marché de l'énergie est faible. Si on considère que le gaz fournit 59% de l'énergie utilisée en Alberta, 44% en Saskatchewan, 33% au Manitoba et en Colombie Britannique, 29% en Ontario, et seulement 5% au Québec, c'est dans cette dernière province qu'un effort devrait être porté dans les années à venir pour rendre le gaz naturel disponible à des prix compétitifs, d'autant plus que c'est au Québec que la plus grande part du pétrole importé est consommée.

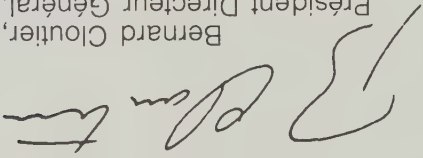
Cet objectif d'augmenter l'utilisation du gaz naturel a fait partie intégrante des politiques du Québec depuis plusieurs années. Cette position a été prise dans le document « Les Objectifs d'une Politique de l'Énergie » publié en 1972 et réaffirmée par les interventions du Québec auprès de l'Office National de l'Énergie notamment celle de 1974 sur les besoins et les approvisionnements en gaz du Canada.

L'effort persistant d'exploration de SOQUIP dans les Basses Terres gazières du Saint-Laurent va dans le sens de l'objectif québécois d'accroître le rôle du gaz naturel et constitue aussi une contribution à l'autonomie énergétique du pays.

Maintenant que SOQUIP a découvert du gaz naturel au Québec, elle a hâte de le commercialiser. Le gisement de St-Flavien n'est qu'à trente milles de Québec mais l'absence d'un réseau de distribution dans cette région retarde l'utilisation du gaz de St-Flavien pour remplacer des combustibles tirés de pétrole importé.

Ce paradoxe d'avoir découvert du gaz dans une province qui en a grandement besoin mais de ne pas pouvoir l'utiliser, faute d'infrastructure, doit être éliminé dans les plus brefs délais.

Au nom du Conseil d'Administration,



Bernard Cloutier,  
Président Directeur Général.  
Ste-Foy, 31 mars 1976

ADDENDA

Le texte ci-dessus a été rédigé au printemps 1976, mais la modification de la présentation des états financiers en a retardé la publication. Nous vous prions d'excuser ce retard.

3 mars 1977.



# Méssage du président

En sa sixième année, SOQUIP a réalisé ses premières ventes d'hydrocarbures et a annoncé une découverte de gaz naturel au Québec.

Les premiers revenus de production de SOQUIP qui ne sont que de \$143,000 cette année proviennent des récentes activités de la Société en Alberta. Ces revenus modestes vont croître au fur et à mesure que nos gisements gazéifères albertains seront développés afin de donner un rendement intéressant sur le capital investi dans cette province. Ce gaz naturel sera acheminé au Québec pour satisfaire les besoins de l'acierie de SIDBEC à Contrecoeur.

Les découvertes de St-Flavien et de Villeroy près de la ville de Québec sont le premier résultat concret d'un long effort d'exploration des bassins sédimentaires du Québec où SOQUIP a investi l'essentiel de ses ressources depuis sa création, soit plus de 17 millions de dollars en regard des sommes de 5 et de 1.5 millions qu'elle a engagées dans les Maritimes et dans l'Ouest canadien.

La vente de ce gaz québécois au débit annoncé de 5 millions de pieds cubes par jour rapporterait à SOQUIP des revenus après redevances de l'ordre de deux millions de dollars par année si le Québec était déjà doté d'un réseau gazier étendu comme ceux de l'Ontario et des provinces de l'Ouest. Il est donc de première importance pour SOQUIP que la région métropolitaine de Québec soit bientôt dotée d'un réseau de distribution qui écoulait le gaz déjà découvert et la justifierait d'accélérer le forage de puits de développement dans les gisements de St-Flavien et Villeroy et d'intensifier ses recherches ailleurs dans les Basses Terres où des gisements analogues pourraient être découverts.

Dans une optique plus large nous estimons qu'il serait dans l'intérêt de tous les canadiens que la consommation de gaz naturel soit augmentée le plus rapidement possible au Canada aux dépens du pétrole et particulièrement du pétrole importé.

Il est généralement reconnu que la dépendance de l'Est canadien sur des importations croissantes de pétrole présente de

serieux inconvénients à court et moyen terme en ce qui a trait principalement à la balance commerciale du Canada et à la possibilité d'un nouvel embargo sur le pétrole OAPEP. En outre la réduction des importations canadiennes de pétrole cons-tituerait une contribution aux efforts de l'Agence internationale de l'Energie.

L'analyse statistique des réserves pétrolières mondiales, du taux de découverte de nouveaux gisements et de la demande pétrolière probable de l'avenir indique que la disponibilité du pétrole sur les marchés des échanges internationaux n'est pas aussi assurée que le laisserait croire l'excédent actuel de l'offre sur la demande dans ces marchés. Divers auteurs prédisent une tension dans une dizaine d'années.

En fait, le dernier document d'orientation du Gouvernement Fédéral intitulé « Une Stratégie de l'Energie pour le Canada » qui traite des prochaines quinze années, pré-conseille la réduction des importations de pétrole et insiste sur l'importance pour le Canada de compter en priorité sur ses propres ressources d'énergie, lesquelles devront être utilisées avec parcimonie grâce à un effort de conservation approprié.

Mise à part l'hydro-électricité qui a l'avantage considérable d'être renouvelable, l'installation des ressources canadiennes, sur lesquelles nous devrions compter en priorité dans les décennies à venir, révèle des réserves d'énergie hydrocarbure sensiblement égales sous la forme de gaz et sous la forme de pétrole, tant dans la catégorie actuelle-ment disponible ( $57 \times 10^{15}$  BTU de gaz prouvé et probable vs  $53 \times 10^{15}$  BTU de pétrole prouvé et probable) que dans la catégorie disponible à terme ( $185 \times 10^{15}$  BTU de gaz des frontières vs  $180 \times 10^{15}$  BTU de pétrole synthétique).

Cependant, nonobstant cette équivalence des réserves d'énergie, le Canada extrait de son sol chaque année deux fois plus d'énergie pétrole ( $4.3 \times 10^{15}$  BTU) que d'énergie gaz ( $2.4 \times 10^{15}$  BTU) alors que depuis 1970 le taux annuel moyen de découverte d'énergie pétrole ( $0.7 \times 10^{15}$  BTU) n'est qu'un cinquième du taux de découverte d'énergie gaz ( $3.5 \times 10^{15}$  BTU). Il en résulte que nos réserves de pétrole baissent alors que celles de gaz s'accroissent.

Malgré ceci, les canadiens continuent à consommer trois fois plus d'énergie pétrole ( $3.8 \times 10^{15}$  BTU) que d'énergie gaz ( $1.4 \times 10^{15}$  BTU).

Nous sommes d'avis que la cohérence avec une politique d'autonomie implique-rait que de vigoureuses dispositions soient prises pour ajuster notre consommation d'énergie en rapport avec nos ressources en augmentant la part du gaz naturel dans le bilan énergétique canadien. Ceci ne ferait qu'accélérer la tendance vers l'utilisation accrue du gaz dont la part du bilan énergétique du Canada a doublé, de 13% en 1960 à 26% en 1975.



## Administrateurs

Bernard Cloutier — Président  
Fernand Girard — Secrétaire  
André Marier — Administrateur  
Jacques Delisle — Administrateur  
Jacques Fortier — Administrateur

## Directeurs

Bernard Cloutier — Directeur Général  
Fernand Girard — Directeur des services techniques et administratifs  
Jacques Plante — Directeur de l'exploration et de la production

## Chef de service

Frank Aubin — Domaine Minier

Dr Frederik Van Oyen — Géologie

Claude Bernard Anger — Géophysique

André Vaillancourt — Opérations

Francine Beaulieu — Documentation

Gilles Dion — Dessin

Jacques Charpentier — Comptabilité

Jean De Grasse — Achats et Equipement

## Consultants techniques

Bureau d'études industrielles et de coopération de l'Institut Français

du Pétrole, Paris

Cole Engineering Ltd., Calgary

Grant Trimble Engineering Ltd., Calgary

Last & Kioepfer Ltd., Calgary

Thornton Engineering Ltd., Calgary

Van Poolen & Associates, Denver

Westburne Petroleum Services Ltd., Calgary

Jacques Rochette, é.a., Québec

## Conseillers juridiques

Létourneau, Stein, Marseille, Delisle &

LaRue, Québec

Field Hyndman, Edmonton

## Vérificateurs

Bureau du Vérificateur Général, Québec: bilan

Samson, Bélair, Côté, Lacroix & Associés, Québec: rapport d'opérations aux associés

## Associés en

## opérations conjointes

Amoco Canada Petroleum Company Ltd.

Aquitaine Company of Canada Ltd.

Augdome Corporation Ltd.

Calso Partners Ltd.

Canada Cities Service Ltd.

Cessland Corporation Ltd.

Clark Oil Producing Ltd.

CNG Development Company Ltd.

Les Développements Aigle d'Or Ltée

Fort Norman Exploration Inc.

Francana Oil & Gas Ltd.

Getty Oil (Maritime) Ltd.

Hudson's Bay Oil & Gas Co. Ltd.

Husky Oil Operations Ltd.

Kerr McGee of Canada Northwest Ltd.

L.L. & E. Canada Ltd.

Murphy Oil Company Ltd.

Pan Canadian Petroleum Ltd.

Pan Mackenzie Petroleum Ltd.

Petrofina Canada Ltd.

Les Pétroles Laduboro Ltée

Prudential Funds Inc.

Resolute Petroleum Ltd.

Scurry-Rainbow Oil Ltd.

Shawnee Petroleum Ltd.

Sisque Company Ltd.

Société Acadienne de Recherche

Pétrolière Ltée (Texaco Exploration Ltd.)

Texas Pacific Oil Company Ltd.

## Associés

## par redevance

Anco Exploration Ltd.

Baramy Investments Ltd.

Canden Resources Ltd.

Consolidated Bathurst Ltd.

Consolidated Developments Ltd.

Dynalita Oil & Gas Co. Ltd.

Les Explorations Terra Nova Ltée

Gulf Oil Canada Ltd.

H. Westmore Consulting Ltd.

Pan Ocean Oil Ltd.

Shell Canada Ltd.

Shell Explorers Ltd.

Shell Québec Ltée

Siebens Oil & Gas Ltd.

## Association

## d'initiatives gazières

Algas Mineral Enterprises Ltd.

Many Islands Pipe Line Ltd.

Société Québécoise d'Initiatives Pétrolières.







